

УДК [622.241:622.276.1/4.038.001]

**САРВАРЕТДИНОВ РАШИТ ГАСЫМОВИЧ**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ СТЕПЕНИ  
ВЫРАБОТАННОСТИ НЕФТЕНАСЫЩЕННОГО ПЛАСТА НА  
ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ**

**25.00.17** - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

**Бугульма - 2003**

Работа выполнена в научно-производственном объединении  
«Нефтегазтехнология» (г.Уфа, Башкортостан)

Научный руководитель  
доктор технических наук

Хисамутдинов Н. И.

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор  
кандидат технических наук

Андреев В. Е.  
Рамазанов Р. Г.

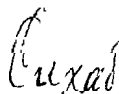
Ведущая организация: ООО НГДУ «Уфанефть» АНК «Башнефть»

Защита состоится 15 мая 2003 г. в 15<sup>00</sup> часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г.Бугульма, ул. М.Джалиля, 32

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке института ТатНИПИнефть.

Автореферат разослан 4 апреля 2003 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета  
доктор технических наук, с.н.с.



Р.З.Сахабутдинов

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Интенсификация отбора нефти путем внешнего техногенного воздействия на пласт и постепенное истощение активных запасов нефти на большинстве месторождений России (Ромашкинское, Арланское, Мухановское, Мамонтовское, Самотлорское и другие) привели к формированию нового понятия переходного периода: период поздней стадии эксплуатации объекта. В это период за счет накопления различных признаков внешнего техногенного воздействия на пласт от закачиваемой воды: охлаждения пластов, биозаражения, внедрения различных технологий физико-химических методов вытеснения нефти на базе растворов химреагентов: обработки **призабойных зон (ОПЗ)**, водоизоляционных работ (ВИР), методов увеличения нефтеотдачи (МУН), ингибиторов коррозии и деэмульгаторов, произошло нарушение природного равновесия в пластовой системе, что привело к существенным изменениям в свойствах пластовой нефти, газа, воды и коллектора.

Эти изменения параметров коллектора и характеристик пластовых флюидов, во многом фактически в сторону ухудшения, снизили эффективность разработки нефтяных месторождений на поздней стадии, поэтому исследование причин изменения характеристик пласта во времени и повышение достоверности расчета остаточных балансовых и извлекаемых запасов для оптимизации отбора нефти в последующие периоды является крайне актуальным.

**Цель работы.** Совершенствование мероприятий по выработке остаточных запасов нефти в поздней стадии путем выявления качественного и количественного влияния техногенного воздействия на характеристики пласта и пластовые флюиды.

### Основные задачи исследования

1. Выполнить анализ состояния разработки горизонта Д| Абдрахмановской и Миннибаевской площадей Ромашкинского месторождения и выявить причины неравномерности выработки запасов в **нефте-**насыщенных коллекторах во времени для поздней стадии разработки.

2. Исследовать и разработать методологии качественной и количественной оценки влияния техногенных воздействий на параметры пласта и пластовые флюиды.

3. Разработать и усовершенствовать на базе выявленных изменений характеристик коллектора методику построения карт остаточных **нефте-**насыщенных толщин пласта с целью использования их для разработки более эффективных мероприятий по выработке остаточных запасов.

**Методы исследований.** Решение поставленных задач базируется на анализе состояния разработки Миннибаевской и Абдрахмановской площадей с использованием современных подходов к обработке исходной информации методами многофакторного анализа с учетом техногенного воздействия на пласт и обобщения результатов промышленных испытаний различных технологий.

### **Научная новизна**

1. Разработана методика уточнения и введения поправок на коэффициент пористости путем обработки статистических данных исследований ГИС и ГДИС в процессе разработки высокопористого нефтенасыщенного коллектора во времени для участков с пластовыми давлениями выше первоначального.

2. Проведено математическое моделирование нелинейного режима фильтрации жидкости, объясняющее возникновение бегущей упругой волны повышенной депрессии (компрессии) на значительных расстояниях от забоя скважины с амплитудой, определяемой нелинейными свойствами среды.

3. Создан метод определения границ площади нефтеносности дренируемого объекта и нефтенасыщенных толщин путем построения карт по способу фиктивных скважин и с неполной информацией в базе данных по скважинам.

4. Усовершенствована методика расчета остаточных запасов и степени выработанности объекта путем уточнения определения и учета изменения во времени подсчетных параметров (пористость, нефтенасыщенная толщина, границы площади дренирования) для формирования эффективных геолого-технических мероприятий в поздней стадии разработки.

### **Основные защищаемые положения**

1. Математическая модель режима нелинейной фильтрации в межскважинном пространстве, описывающая возникновение повышенного перепада давления в виде бегущей волны депрессии (компрессии) в однородных и неоднородных коллекторах с амплитудой, определяемой свойствами нелинейной среды.

2. Методика комплексной статистической оценки изменения пористости объекта разработки в процессе длительной эксплуатации залежи.

3. Методика построения карт остаточных нефтенасыщенных толщин по способу фиктивных скважин и при неполной информации по скважинам.

### **Практическая ценность и реализация результатов работы**

1. Результаты диссертационной работы использованы при разработке и внедрении геолого-технических мероприятий на Миннибаев-

ской, Абдрахмановской, Восточно-Сулеевской и Чишминской площадях Ромашкинского месторождения (Патент РФ №216083).

2. Внедрение ГТМ по уточненным картам остаточных запасов нефти позволило повысить эффективность бурения 16 скважин за счет переноса точек из выработанных зон в зоны повышенных остаточных запасов с расчетной прибылью 175,6 млн. рублей.

3. Результаты выполненных исследований включены в «Сборник инструкций и регламентов по технологиям ОПЗ пластов, стимуляции работы скважин и повышению нефтеотдачи пластов», утвержденный зам. генерального директора, главным геологом Р.С.Хисамовым и рекомендованный Приволжским округом ГТНГ России, Уфа - Альметьевск, 2002 г., для практического применения на промыслах ОАО «Татнефть».

**Апробация работы.** Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на семинарах НПО «Нефтегазтехнология» (г.Уфа, 1997-2002 г.г.), в ОАО «Татнефть» (г.Альметьевск, 1997-2002 г.г.), на семинарах ОАО «Татнефтегеофизика», «ТатНИПИнефть» (1999-2002 г.г.).

**Публикации.** По теме диссертации опубликованы 18 статей, в том числе 3 без соавторов, и 1 патент РФ (№ 2166083). В рассматриваемых работах автору принадлежат постановка задач исследования, анализ результатов и разработка рекомендаций для их использования.

**Структура и объем работ.** Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав и заключения, содержит 169 страниц машинописного текста, 69 рисунков, 27 таблиц, 113 библиографических ссылок.

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю д.т.н. Хисамутдинову Н.И и научному консультанту к.т.н. Гильмановой Р.Х., а также к.т.н. Буторину О.И., к.ф.-м.н. Владимирову И.В. и работникам НПО «НГТ», «ТатНИПИнефть» за помощь в подготовке диссертационной работы.

## КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** определены основные задачи исследования, цель диссертационной работы, научная новизна, основные защищаемые положения и практическая ценность.

**В первой главе** приведен анализ разработки многопластовой залежи на поздней стадии по выявлению причин изменения свойств пластовых флюидов и коллекторских свойств пласта. Проанализированы основные этапы формирования технологий разработки Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. В результате выявлено, что основные показатели разработки площади имеют значительные разли-

чия с проектными. Показано, что в связи с этим в 1989 году институт ТатНИПИнефть выполнил подробный анализ состояния разработки горизонтов До и Д<sub>1</sub> Миннибаевской площади с уточнением показателей разработки, обобщивший современные научно-практические подходы к разработке нефтяных месторождений, опубликованные в трудах известных исследователей, таких как А.У.Айткулов, В.Е.Андреев, Б.Т.Баишев, Ю.П.Борисов, Д.В. Булыгин, Г.Г.Вахитов, А.Т.Горбунов, Р.Н.Дияшев, Ю.В.Желтов, Ю.П.Желтов, Ю.В.Зейгман, Ф.И.Котяхов, А.П.Крылов, Р.Я.Кучумов, В.Д.Лысенко, И.Т.Мищенко, И.М.Муравьев, Р.Х.Муслимов, Э.Д.Мухарский, Б.М.Орлинский, И.Г.Пермяков, Б.Ф.Сазонов, М.М.Саттаров, М.Л.Сургучев, М.А.Токарев, Ф.А.Требин, Р.Т.Фазлыев, Н.Ш.Хайрединов, Э.М.Халимов, Н.И.Хисамутдинов, И.А.Чарный, В.Н.Щелкачев и многие другие.

Однако интенсивное возрастание с середины 70-х годов (третья стадия разработки) числа скважин с обводненностью добываемой продукции от 50 до 90% и более сопровождалось снижением дебитов скважин и годовых отборов нефти по всем группам скважин, разделенных по обводненности.

Начиная с 1980 г., добыча нефти, в основном, осуществлялась из скважин с обводненностью добываемой продукции более 50%, причем с 1965 по 1990 г.г. колебания в объемах добычи нефти и жидкости достигали наибольших значений.

Отсюда сделано заключение, что фильтрационные потоки (скорости фильтрации и поля давлений) находились в непрерывно меняющемся гидродинамическом поле, что повлияло на изменение как характеристик коллекторов, так и свойств флюидов, а также на формирование остаточных запасов нефти.

На примере анализа отдельных участков, разукрупненных на данный момент времени по методу «гидродинамически несвязанных зон» по полям давлений и изменениям направлений фильтрационных потоков, выявлено, что неравномерное дренирование нефти добывающими скважинами привело к неравномерности выработки начальных извлекаемых запасов, что вызвано изменением пластовых давлений в зоне закачки и отбора, приемистости нагнетательных и продуктивности добывающих скважин по отдельным участкам, а также изменением физико-химических свойств нефти.

Анализ данных динамики изменения количества и свойств пластовой нефти и характеристик коллектора подтверждают происходящие изменения в пластовой системе. Показано, что в значительной степени на свойства пластовой нефти оказывали влияние химреагенты, используемые в технологиях МУН, что подтверждается построением по методике автора карт осернения (S) (после закачки алкилированной серной

кислоты) и  $\text{SO}_4^{2-}$ , а также анализом изменения численных значений этих параметров во времени.

Исследованием кернового материала, полученного при бурении дублирующей скважины 3260Д (И.Н.Файзуллин, В.Ф.Шарафутдинов), подтверждено значительное изменение после 50 лет эксплуатации на Абдрахмановской площади высокопористых коллекторов в зонах интенсивных отборов и высоких давлений закачки. Отмечено, что интервал разрушения коллектора по скв.3260Д расположен на глубине, соответствующей пласту «г<sub>2</sub>» горизонта Д<sub>1</sub>, представленному высокопористыми **терригенными** коллекторами в зоне интенсивной закачки и отбора.

Аналогичные результаты были получены и по скважине 24125, где также отмечено разрушение высокопористой части структуры порового пространства.

На основании предварительных исследований установлен факт изменения пористости коллектора во времени. Поэтому делается вывод о том, что в методике расчета текущих **нефтенасыщенных** толщин, являющихся основой для определения остаточных запасов и составления геолого-технических мероприятий, должны быть введены коррективы, прежде всего в определение пористости.

**Во второй главе** приведены результаты исследования изменения пористости в процессе разработки нефтяной залежи.

Принято, что исследование изменения характеристик пласта и флюидов носит комплексный характер. Поэтому вначале обработкой статистических данных на разных этапах разработки выявлены закономерности изменения корреляционной зависимости между значениями пористости, определенными по ГИС и по ГДИС во времени. При этом имеется ввиду, что пористость тесно связана с проницаемостью пласта и, соответственно, с гидродинамическими характеристиками. Поэтому здесь под пористостью по ГДИС понимается величина пористости, полученная путем пересчета от проницаемости, определенной по ГДИС.

С одной стороны, ГИС отражают свойства самого пласта, а ГДИС - характер работы пласта. С другой стороны, параметры, определенные по ГИС, характеризуют свойства околоскважинного пространства на момент бурения, а по ГДИС - призабойную или удаленную зону на дату исследования.

Методы определения проницаемости по известной величине пористости и наоборот основаны на вполне очевидной зависимости между приращением динамической пористости и приращением абсолютной проницаемости по выражению (по Л.В. Деменьтьеву):

$$\frac{dK_{пл}}{K_{пл}} = b \frac{dK_{пр}}{K_{пр}}.$$

где левая часть представляет собой приращение динамической пористости ( $K_{пд}$ ) на единицу пористости скелета породы ( $K_{пск}$ ), а правая - относительное изменение абсолютной проницаемости ( $K_{пр}$ ) при изменении объема порового пространства;  $b$  - коэффициент пропорциональности. На этом принципе основаны методы расчета значений ГДИС по паветкам ГИС в виде логарифмической и полулогарифмической зависимости и обратно.

Определены следующие критерии сопоставимости.

1. Измеренные величины по ГИС и ГДИС должны быть отнесены только к одному объекту (в данном исследовании - горизонту Д<sub>1</sub> Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения).

2. Замеры по ГИС и ГДИС охватывают только перфорированные интервалы.

3. Учитываются только интервалы дренируемых пластов в совместно перфорированных пластах с соотношением проницаемостей менее  $\bar{K} = \frac{K}{K_2} < 7$ , так как при  $\bar{K} > 1$  низкопроницаемый пласт не дренируется.

4. Обобщение статистических данных по ГИС и ГДИС проводится по большой выборке. Так, первоначальное количество скважино-объектов принято равным  $1503 \times 8 = 12024$ , где 8 - количество пластов.

Исходными данными по ГИС выбраны данные по пористости в базе ГИС. Для повышения достоверности набора исходных данных по ГИС проведена отбраковка данных путем применения зависимости пористости ( $t$ ) от параметра  $Z = (A\sigma k^2 + A\eta\sigma k)$  в виде  $t = A - B \cdot Z$ , где  $A\sigma k$  и  $A\eta\sigma k$  - двойной разностный параметр по ГК и НГК соответственно;  $A$  и  $B$  - коэффициенты. Из базы были исключены все значения пористости, отличающиеся от значений, рассчитанных через параметр  $Z = (A\sigma k^2 + A\eta\sigma k)$ , более чем на 2,5%. Таким образом, в базе исходных данных по ГИС были оставлены только значения пористости, определенные по методу РК, как более достоверные, и исключена пористость, определенная по ПС.

При создании совместной выборки данных по ГИС и по ГДИС для каждой записи по ГДИС бралась дата исследования, анализировалось состояние базы перфорации на эту дату и перфорированные пласты. В соответствие с пористостью по ГДИС каждой записи ставилась пористость по ГИС этих пластов.

Для анализа изменения зависимости между пористостью по ГИС и по ГДИС вся выборка данных была разбита на группы в зависимости от промежутка времени между датой бурения скважины и датой соответствующего исследования, то есть от времени работы данной скважины. Величины периодов времени были взяты по 10 лет. Периоды работы



приблизленно сопоставлены со стадиями разработки (рисунок 1). Таким образом, были сформированы следующие группы исходных данных с периодом работы от даты бурения до даты исследования:

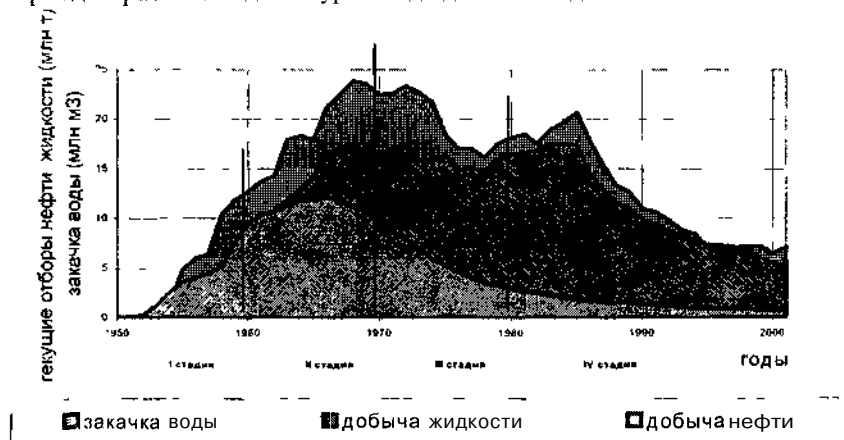


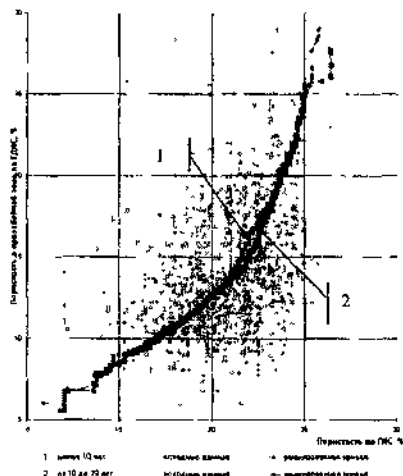
Рисунок 1 - Стадии разработки горизонтов  $D_0+D_1$  Миншибаевской площади Ромашкинского месторождения

- до 10 лет (что примерно соответствует первой стадии разработки) - 730 точек исходных данных;
- от 10 до 20 лет (соответствует второй стадии) - 1227 точек;
- от 20 до 30 лет (третья стадия) - 895 точек;
- свыше 30 лет (четвертая стадия) - 382 точки исходных данных.

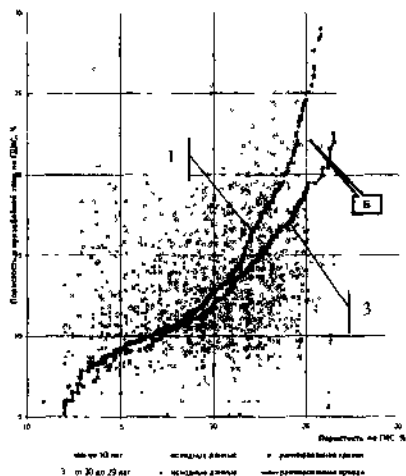
По каждой из этих групп данных методом ранжирования данных получены зависимости между значениями пористости по ГИС и ГДИС, графически представленные на рисунке 2.

Из графиков на рисунке 2 видно, что для первой и второй групп данных зависимости получились близкими. То есть, для скважин, проработавших первые десять лет и вторые десять лет, зависимость между значениями пористости по ГИС и ГДИС во времени остается постоянной.

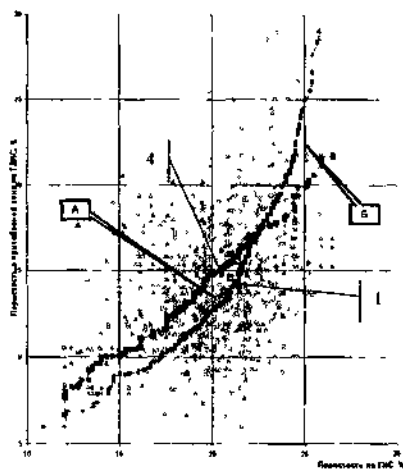
Для третьей группы исходных данных ранжированная кривая зависимости отклоняется от первых двух групп в сторону уменьшения пористости по ГДИС в высокопористой области (зона Б на рисунке 2). Вполне очевидно, что в скважинах третьей группы в период третьего десятка лет работы происходило обводнение высокопористых пропластков и отключение их перфорации за счет изоляции пластов.



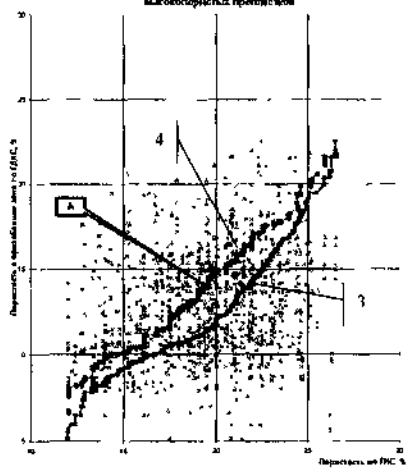
• Сопоставление пористости по ГИС и по ГДИС  
В периоды между датой бурения и датой исследования  
скажики  
менее 10 лет и от 10 до 20 лет (1 и 2 группы скважин)  
Значимости практически совпадают



В Сопоставление пористости по ГИС и по ГДИС  
в периоды между датой бурения и датой исследования  
скажики  
менее 10 лет и от 20 до 30 лет (1 и 3 группы скважин)  
Б — зона отклонения пористости наблюдается  
высокопористых пропластков



• Сопоставление пористости по ГИС и по ГДИС в периоды  
между датой бурения и датой исследования скажики  
менее 10 лет и более 30 лет (1 и 4 группы скважин)  
А — зона повышения пористости, Б — зона отклонения  
пористости



ли Сопоставление пористости по ГИС и по ГДИС  
в периоды между датой бурения и датой исследования  
скажики  
от 20 до 30 лет и более 30 лет (3 и 4 группы скважин)  
А — зона повышения пористости

Рисунок 2 — Сопоставление значений пористости по ГИС и по ГДИС

Исследования проводились в этот период в оставшихся пропластках с меньшей пористостью, чем в предыдущие периоды. Поэтому установлено, что средняя пористость по ГДИС высокопористых пропла-

стков в исследованных скважинах этого периода была ниже, чем в скважинах первых двух периодов.

Четвертая кривая на рисунке 2в,г сильно отличается от остальных. Это говорит о том, что с течением времени разработки зависимость между значениями пористости по ГИС и ГДИС меняется. Возникает зона А увеличения пористости по ГДИС в четвертом десятилетии работы скважин по сравнению с пористостью в предыдущие периоды. Принято во внимание, что пористость по ГИС соответствует начальному состоянию пласта, а по ГДИС - текущему, в связи с чем отмечено, что после 30 лет разработки текущая пористость пласта увеличивается. Это косвенно подтверждает наличие процесса разрушения коллекторов в результате техногенного воздействия в процессе длительной разработки залежи.

Так, в 1970г. объем закачки превышал объем отбираемой нефти на 216%, а в 1980г. - на 587%. При этом обеспечивался огромный объем отбираемой жидкости, что повлияло на суффозию коллекторов и разрушение цементирующего материала межзернового пространства высокопористых терригенных коллекторов, что подтверждается отбором керна.

Значимость результатов статистических исследований подтверждена отклонением нуль-гипотезы о неизменности средней пористости в процессе разработки по критерию отношения правдоподобия при альтернативной гипотезе об увеличении пористости.

Проведено исследование группы скважин, имеющих перфорацию только на один пласт в течение всей истории разработки объекта. Для данной выборки скважин отобраны данные гидродинамических исследований, удовлетворяющие следующим требованиям:

- кривые КВД восстановлены;
- отсутствуют ошибки расчета параметров.

В итоге сформирован массив данных из 495 *n*-мерных объектов, где *n* - число рассматриваемых параметров скважины. В это число вошли следующие параметры:

1. срок службы скважин (с момента бурения до момента текущего исследования);
2. текущее пластовое давление;
3. текущее забойное давление;
4. текущий коэффициент продуктивности;
5. текущая гидропроводность призабойной зоны;
6. рассчитанная пористость;
7. текущая обводненность.

Анализ рассматриваемых параметров методом главных компонент показал, что основной вклад в первую компоненту вносит пара-

метр текущей обводненности, а вклады остальных параметров незначительны. Во вторую и третью компоненты основные вклады вносят параметры текущих забойного и пластового давлений. Следовательно, изменчивость выборки скважин в  $n$ -мерном пространстве параметров задается, в основном (85%), тремя параметрами: обводненностью, пластовым и забойным давлениями.

Отсюда сделан вывод, что при исследовании изменения пористости со временем эксплуатации объекта необходимо провести группирование скважин по наиболее информативным параметрам и провести исследования внутри выделенных групп. Так как при расчете пористости по данным ГДИС используется значение абсолютной проницаемости (не зависящей от обводненности продукции), для дальнейших исследований принято решение разбить выборку скважин на группы только по пластовым и забойным давлениям.

Наряду с перечисленными выше, одной из причин разрушения скелета коллектора может служить эффект, связанный с нелинейностью процессов фильтрации жидкостей в пластах. Численным моделированием прогнозирования разрушения скелета порового пространства по известным уравнениям, описывающим нелинейные процессы в однородных и неоднородных коллекторах, получено, что с течением времени амплитуда отклонения давления от значения пластового давления растет, достигает своего максимального значения, после чего возникает волна перепада давления (упругая волна), распространяющаяся с постоянной скоростью и с постоянной амплитудой (рисунок 3).

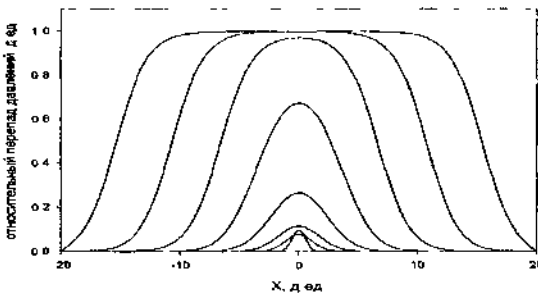


Рисунок 3 - Зависимость относительного перепада давлений от расстояния при различных значениях времени. Кривые получены при значениях параметров  $\alpha=\beta=1$  и для значений безразмерного времени  $t$ : 0,16; 0,64; 1,44; 2,56; 4,00; 5,76; 7,84; 10,24. Решение имеет характер бегущей волны, т.е. перепад давлений не локализован в призабойной зоне скважины, а с течением времени распространяется в глубь пласта

Известно, что амплитуда такой волны определяется только свойствами нелинейной среды, а само решение (бегущая волна) не зависит от начальных условий, и при разных начальных условиях на больших временах решение нелинейного уравнения описывается бегущей волной.

Таким образом, при возникновении в коллекторе условий, когда пластовая система начинает вести себя как нелинейная среда (форсированный режим работы скважин, продолжительный отбор жидкости из пласта без компенсации закачкой и др.), в областях повышенных пластовых давлений и повышенной депрессии возникает бегущая упругая волна значительной интенсивности (с амплитудой, не зависящей от начальных условий, а определяемой только нелинейными свойствами среды), которая ведет к изменению свойств скелета коллектора (приводит к его разрушению).

Определение достоверности численных исследований проводилось обработкой данных промысловых исследований по скважинам, разделенных на отдельные группы (подмножества) в зависимости от пластовых и забойных давлений.

По пластовым давлениям:

- $P_{пл} < P_{нас}$ , где  $P_{нас}$  – давление насыщения нефти газом (9 МПа для горизонта Д<sub>1</sub> Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения) (1 группа);
- $P_{нас} < P_{пл} < P_{пл.ср}$ , где  $P_{пл.ср}$  – среднее значение пластового давления (15 МПа) (2 группа);
- $P_{пл.ср} < P_{пл} < P_{пл.нач}$ , где  $P_{пл.нач}$  – начальное пластовое давление (17,5 МПа) (3 группа);
- $P_{пл} > P_{пл.нач}$ . (4 группа).

Позабойным давлениям:

- $P_{зab} < P_{нас}$  (тип А);
- $P_{нас} < P_{зab} < P_{пл.ср}$  (тип Б);
- $P_{зab} > P_{пл.ср}$ . (тип В).

Для каждого подмножества скважин были получены зависимости, аналогичные приведенным на рисунке 2. Из этих зависимостей были построены графики зависимости среднего значения пористости по ГДИС ( $m_{ГДИС}$ ) от периода работы между датой бурения и датой исследования (т.е. от срока эксплуатации скважин) при различных значениях пористости по ГИС ( $m_{ГИС}$ ). Графики  $m_{ГДИС} = f(m_{ГИС}, 0$  приведены на рисунке 4.

Анализ графиков показал следующее (рисунк 2, 4):

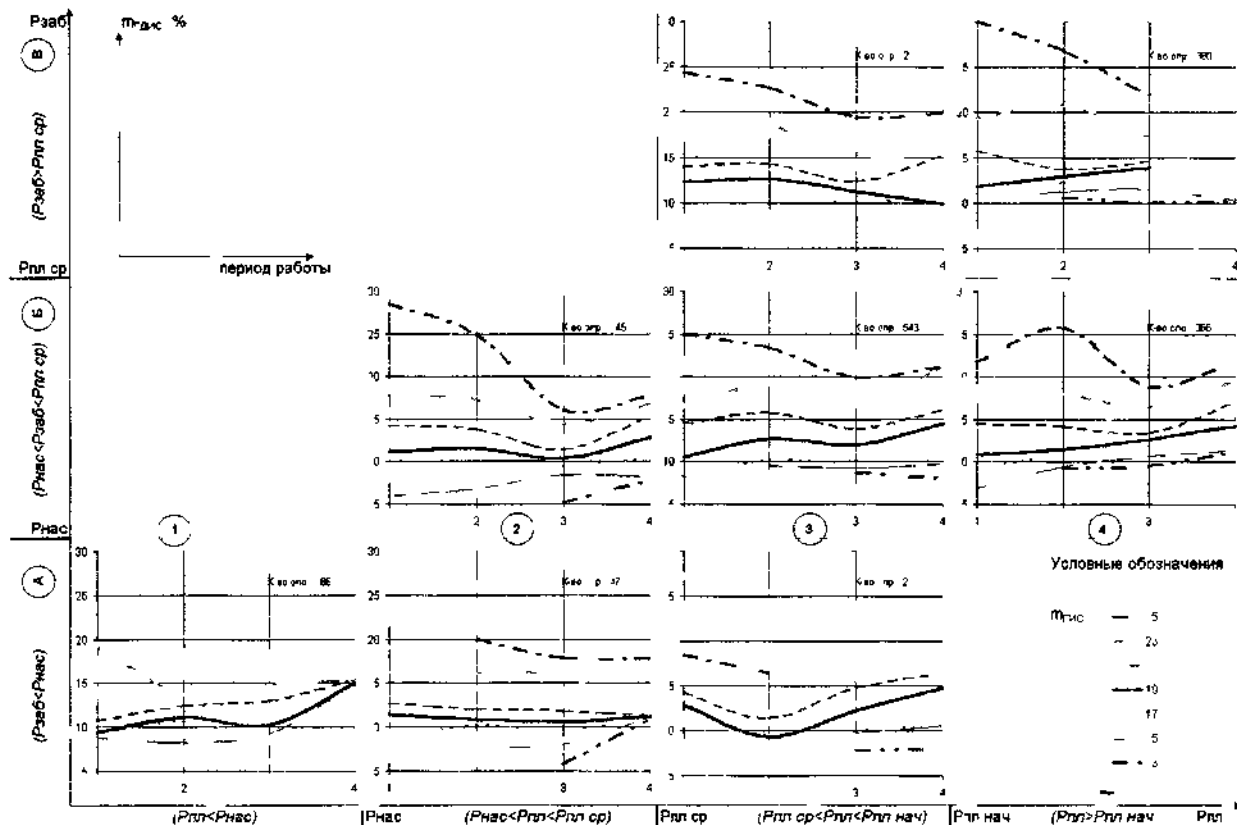


Рисунок 4 Изменение средних значений пористости по ГДИС в процессе разработки в зависимости от пластовых и забойных давлений

1. Изменения пористости имеют место как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения; как в высокопористых, так и в низкопористых коллекторах; во всех диапазонах пластового и забойного давлений.
2. Такое поведение может быть вызвано одновременным действием следующих причин:
  - при давлении (пластовом или забойном) ниже давления насыщения происходит разгазирование нефти, ведущее к эффективному снижению интенсивности фильтрационного потока за счет присутствия газовой фазы, что воспринимается методами обработки данных ГДИС как снижение проницаемости высокопористого коллектора;
  - снижение пластового давления ниже предельного для данных пород сопровождается явлением затекания пор, т.е. деформации коллектора (снижение пористости);
  - значительные нагрузки на поры вследствие больших депрессий на пласт (при увеличении пластового давления или снижении забойного) ведут к необратимым явлениям в пласте - разрушению коллектора (увеличение пористости);
  - наличие больших градиентов давлений в призабойной зоне вызывает **доотмыв** остаточной нефти со стенок пор и как следствие это может привести к увеличению динамической пористости.
3. Для каждого временного периода, каждого типа коллектора, каждой групп скважин, разбитых по значениям пластовых и забойных давлений, характерны все из перечисленных выше явлений. Однако, в каждом конкретном случае одно из этих противоположных по тенденциям (или совокупность однонаправленных) явлений (по отношению к пористости) имеет доминантный характер, что и объясняет широкий спектр поведения динамической пористости.
4. Для низкопористых коллекторов отмечается увеличение пористости в четвертом периоде работы (свыше 30 лет эксплуатации) в зоне малых забойных и пластовых давлений, где увеличение депрессии на пласт достигается путем снижения забойного давления (в том числе ниже давления насыщения). В других областях давлений пористость либо остается примерно постоянной, либо имеют место колебания вокруг среднего значения.
5. Для высокопористых коллекторов отмечается увеличение пористости в четвертом периоде работы в зоне больших пластовых и забойных давлений, где увеличение депрессии на пласт достигается путем повышения пластового давления. В остальные периоды работы имеет место примерно постоянный уровень пористости, либо снижение пористости, сменяющееся по мере увеличения депрессии (т.е. при уве-

личении пластового давления и отставании роста забойного давления) увеличением пористости в первом периоде работы.

Достоверность зависимостей по рисунку 4 подтверждена результатами промысловых исследований по определению изменения твердой фазы, отобранной из продукции скважин с различными режимами эксплуатации (таблицы 1, 2).

Таблица 1 - Исходные параметры по скважинам, выбранным для исследования изменения состава твердой фазы в продукции скважин

№ п/п	Скважина	Категория СКВ	Пористость %	Проницаемость $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Глинистость %	Дебит по жидкости м <sup>3</sup> /сут	Обводненность %	Рзаб $10^1$ МПа	Рпл $10^1$ МПа	dP, $10^1$ МПа	Тип энергетич. уровня по давлению	
											заб	пласт
1	9566	ЭЦН	16,7	187,1	0,7	96,4	88,0	102,9	148,6	45,7	Б	III
2	26813	ШГН	15,1	69,3	5,6	2,7	30,0	115,3	140,0	24,7	Б	III
3	9551	ШГН	16,7	214,4	4,9	4,3	65,0	107,0	127,4	20,4	Б	II
4	20395	ШГН	20,5	571,5	1,3	7,5	40,0	118,0	127,4	9,4	Б	II
5	14946	ШГН	22,7	510,4	6,1	2,6	100	70,0	132,4	62,4	А	II
6	14898	ЭЦН	23,6	586,1	2,6	138,0	88,0	108,4	153,7	45,3	Б	III
7	14915	ШГН	17,0	110,3	5,5	4,6	35,0	92,0	134,9	42,9	Б	III
8	9549	ШГН	10,4	9,0	8,8	2,7	22,0	96,8	121,2	24,4	Б	II
9	20399	ЭЦН	20,7	620,5	0,7	107,5	98,0	95,6	143,2	47,6	Б	III
10	9589	ЭЦН	19,3	413,9	3,6	63,2	62,0	72,5	117,1	44,6	А	II

Таблица 2 - Результаты микрорентгеноспектрального анализа состава твердой фазы, %, проведенного А. Г. Гелиным и М. Э. Хлебниковой

Скважина	9566	26813	9551	20395	14946	14898	14915	9549	20399	9589
Образец	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	8,77	0,81	0,37	0,26	0,22	10,48	0,13	0,27	9,58	0,69
SiO <sub>2</sub>	26,49	1,38	3,75	0,22	0,26	33,95	0,13	2,24	28,93	4,12
CaO	8,86	16,04	16,81	3,50	3,60	6,20	0,54	4,60	2,34	2,13
Na <sub>2</sub> O	4,21	0,30	2,32	15,21	17,20	2,89	15,72	0,35	5,81	1,88
K <sub>2</sub> O	2,30	1,18	0,48	0,29	0,13	3,08	0,00	0,17	2,65	0,62
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	11,04	0,57	48,45	4,09	2,09	23,36	0,83	88,08	10,32	82,38
Cl	31,40	75,90	23,56	76,02	77,02	9,92	82,53	1,51	37,28	5,95
MgO	2,46	2,34	0,00	0,00	0,00	2,14	0,00	0,28	0,00	0,00
TO <sub>2</sub>	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	1,96	0,00	0,00	0,18	0,00
BaO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mn <sub>2</sub> O	0,52	0,20	0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,62	0,00	0,41
NiO	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cu <sub>2</sub> O	1,10	0,41	1,25	0,00	0,12	2,44	0,12	0,40	0,87	0,81
SO <sub>2</sub>	2,35	0,88	1,70	0,42	0,00	3,59	0,00	1,48	2,04	1,03

На основании проведенных микрорентгеноспектральных исследований доказан факт локального разрушения коллектора и изменения порового пространства от абсолютных значений пластового и забойного



давлений, их перепада, а также скорости фильтрации в пласте и обводненности продукции. Вынос в твердой фазе оксидов алюминия, кремния и кальция в скважинах 9566, 14898 и 20399 полностью подтверждает предположение о частичном разрушении поровой породы при определенных режимах отбора продукции и закачки воды.

Установлено, что при расчете остаточных запасов по скважинам для определения истинной пористости коллектора необходимо для аномальных участков по давлениям и скорости фильтрации ввести поправки, учитывающие изменение пористости коллектора в результате разработки залежи. Дана методика определения поправок.

Поправка пористости по ГИС для периода разработки  $t$  определяется по формуле  $\Delta m'_{гж} \approx - \frac{\Delta m'_{гжс}}{(f'_{гжс}(m_{гжс}))'}$ , где  $(f'_{гжс}(m_{гжс}))'$  - производная зави-

симости пористости по ГДИС от пористости по ГИС для периода разработки  $г$ , графически показывающая наклон кривой зависимости, а численно - изменение пористости по ГДИС при малом приращении пористости по ГИС.

**В третьей главе** разработан метод использования сплайн-функций для выделения нефтенасыщенных толщин ( $h$ ) и границ дренирования ( $F$ ) путем представления аппроксимирующей линии геологических границ. Метод основан на аналогии с упругой линией статически определимой балки, находящейся под воздействием нагрузки.

Рассматривается построение карт для достоверного определения подсчетных параметров, а также остаточных запасов нефти с учетом изменения численных значений пористости по времени эксплуатации залежи.

Предложен способ выравнивания представительности исходной базы данных по залежи путем ввода фиктивных скважин, позволяющий строить карты с учетом использования априорной информации об определенном значении картируемого параметра на конкретных геологических и других контурах.

Способ заключается в том, что по всей заданной линии геологической или другой границы расставляются фиктивные скважины с априорно заданным значением параметра на расстоянии, равном 0,5...1 межскважинного расстояния по реальным скважинам (на практике - 200...600 м). Точки с координатами фиктивных скважин используются как дополнительные данные. Построение карт ведется по совокупности основных исходных данных (по реальным скважинам) и дополнительных данных (по фиктивным скважинам).

Показано, что способ фиктивных скважин необходимо применять при построении:

- структурной карты кровли (с априорным заданием внешней ограничивающей изолинии) при отсутствии карты по опорному горизонту и недостаточном количестве скважин, **оконтуривающих залежь**;
- карты общей толщины (толщина равна нулю на границе выклинивания);
- карты эффективной толщины (толщина равна нулю на границе зоны замещения при условии плавного замещения коллектора);
- карты эффективной **нефтенасыщенной** толщины (толщина равна нулю на внешнем контуре ВНК);
- карты пористости (пористость соответствует критерию «коллектор-неколлектор» на границе замещения);
- карты проницаемости (проницаемость соответствует критерию «коллектор-неколлектор» на границе замещения);
- карты начальной **нефтенасыщенности** (**нефтенасыщенность** равна граничному значению (0,35-0,4%) на внешнем контуре ВНК);
- карты пластовых давлений (давление равно начальному на контуре питания);
- карты обводненности скважин (которая равна 100% на внешнем контуре ВНК);
- карты глинистости коллекторов (Патент РФ № 2166083).

Предложен метод укрупненного расчета на основе способа фиктивных скважин, позволяющий строить карты при неравномерной сетке скважин (густой в одних местах площади и редкой - в других). Метод заключается в том, что на предварительном этапе расчет ведется с укрупненным в 10 раз шагом сетки. В узлах укрупненной сетки восстанавливаются значения параметра, затем узлы, отстоящие от точек исходных данных на расстояние меньше шага укрупненной сетки, удаляются. Предполагается, что в оставшихся узлах располагаются фиктивные скважины с параметрами, полученными в результате расчета на предварительном этапе. Окончательный расчет ведется по совокупности основных исходных данных и фиктивных скважин с обычным шагом сетки.

Предложен обобщенный итерационный метод построения карт с неполной информацией по некоторым скважинам с наложением ограничений. Метод заключается в том, что вся совокупность скважин делится на два подмножества: скважины с **полной** информацией по картируемому параметру и с неполной. На каждом этапе на первом подмножестве скважин строится карта и восстанавливаются значения в скважинах второго подмножества, которые сравниваются с исходной неполной информацией. Скважины второго подмножества с исходным

значением параметра больше восстановленного по карте переводятся в первое подмножество, и процесс построения карты повторяется.

Показано, что данный метод следует применять для построения карт ВНК (при отсутствии непосредственного контакта в отдельных скважинах), эффективных толщин, песчанистости и непроницаемого раздела между пластами (при наличии недобура в некоторых скважинах), начальной **нефтенасыщенности** (при значениях в обводненных скважинах текущей нефтенасыщенности, отличной от начальной) и других карт с неполной информацией.

**В четвертой главе** изложены результаты сопоставления и проверки разработанных рекомендаций с фактическими данными на примере анализа результатов бурения скважин на Миннибаевской площади для адаптации методики выбора новых точек и дальнейшего использования их при формировании геолого-технических мероприятий по выработке **остаточных запасов нефти**.

Формирование технологий в геолого-технических мероприятиях по слабовырабатываемым и невырабатываемым зонам объектов разработки горизонта Д1 Миннибаевской площади, вскрытых единой сеткой скважин, основано на базе вновь построенных карт остаточных **нефтенасыщенных** толщин и всех вспомогательных карт (пористости, проницаемости, полей давления, фильтрационных потоков, влияния и взаимовлияния скважин, областей дренирования), реализующих полный цикл разработанных рекомендаций.

Приведены результаты проверки достоверности построения усовершенствованных карт остаточных **нефтенасыщенных** толщин путем сопоставления фактических показателей работы 15 новых скважин, пробуренных на Миннибаевской площади в 2001-2002 гг., с расчетными показателями этих скважин по состоянию базы на 2000 год с точки зрения соответствия критериям рекомендации на бурение. В качестве фактического показателя рассматривался фактический дебит нефти скважин. В качестве расчетных показателей (только по перфорированным пластам для сопоставления с фактическими показателями) рассматривались установленные экономически рентабельные для данного периода по ОАО «Татнефть»:

- расчетный дебит нефти (критерий рекомендации на бурение - не менее 4 т/сут);
- текущая **нефтенасыщенная** толщина (критерий рекомендации — не менее 3 м);
- остаточные извлекаемые запасы, приходящиеся на скважину (не менее 30 тыс.т).

Результаты сопоставления подтвердили достоверность построенных карт остаточных **нефтенасыщенных** толщин на 73...80%.

В результате проведенных уточненных расчетов была выявлена нецелесообразность бурения 16 новых точек, ранее запроектированных под бурение, но попадающих в зоны уже выработанных запасов (рисунок 5а). Перенос этих точек из выработанных зон в технологически и экономически рентабельные участки (рисунок 5б) может обеспечить прибыль в сумме 175,6 млн.руб. за весь период разработки залежи.

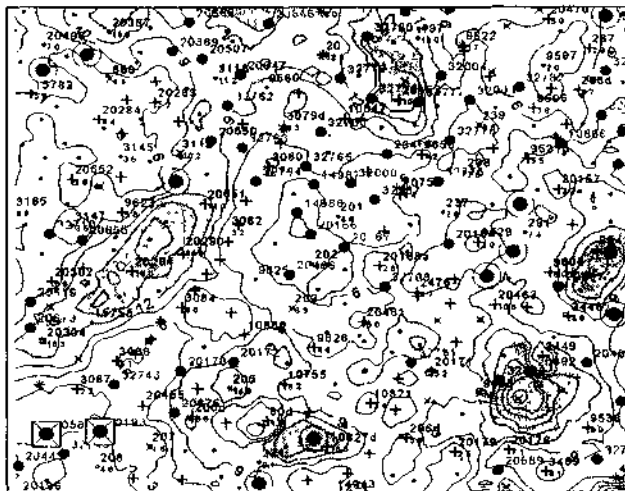
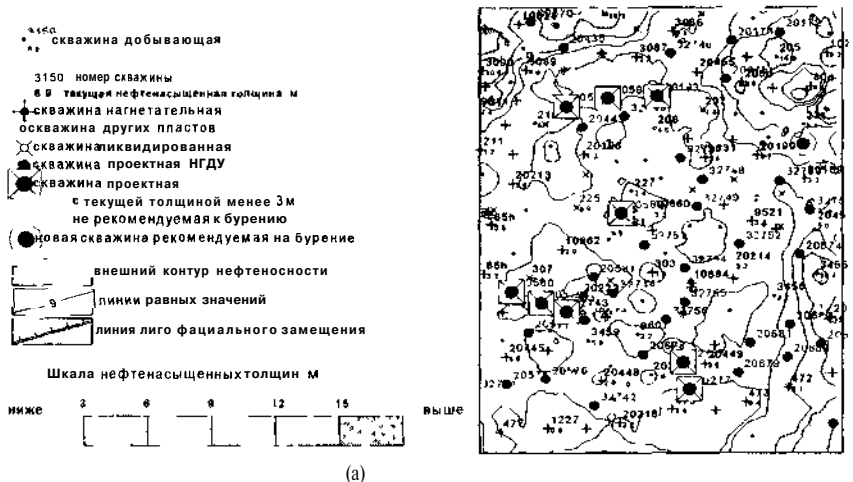


Рисунок 5 - Фрагменты карты текущих нефтенасыщенных толщин с проектными скважинами, не рекомендуемыми к бурению (а), и новыми скважинами для бурения (б)

### Основные выводы и рекомендации

Выполненные исследования в диссертационной работе направлены на оценку изменений характеристик пласта и пластовых флюидов в процессе длительной разработки месторождений, учет которых существенно **повышает** достоверность определения степени **выработанности** начальных извлекаемых запасов нефти по объектам разработки и позволяет повысить эффективность доработки. Проведенные исследования позволили получить следующие результаты:

1. Для повышения достоверности определения остаточных запасов нефти и оптимизации их выработки необходимо совершенствование определения каждого из **подсчетных** параметров, входящих в формулу объемного метода расчета запасов, включая их изменение в процессе разработки.
2. На основе анализа данных истории разработки и целевых исследований нефтяных залежей на поздней стадии по **Миннибаевской** и **Абдрахмановской** площадям выявлено изменение пористости в сторону **увеличения** в зонах с высокими пластовыми давлениями и темпами отбора жидкости для участков, представленных высокопродуктивными коллекторами.
3. При сопоставительном статистическом анализе данных ГИС и ГДИС установлено, что с течением времени разработки залежи нефти отмечено увеличение текущих значений пористости, определенных по данным ГДИС для зон с высоким пластовым давлением, в среднем, до 3%, что может быть вызвано разрушением коллекторов. Наличие разрушения коллектора и изменение текущей пористости пласта подтверждаются:
  - отбором из продукции скважин проб твердой породы, частично разрушенной и вынесенной на поверхность, и анализом этих проб в лабораторных условиях;
  - результатами отбора и исследования керна скважин, находящихся в тече интенсивной выработки;
  - теоретическими исследованиями и численным моделированием нелинейных процессов фильтрации в однородных и неоднородных коллекторах;
  - анализом изменения значений пористости по ГИС при интерпретации текущего состояния пласта в контрольных скважинах;
  - анализом результатов интерпретации пластов основных скважин и скважин-дублеров, находящихся вблизи друг от друга (5 - 50 м).
4. Статистический анализ изменения соотношения значений пористости, определенных по ПС и по РК, за время разработки подтверждает

предположение о происходящих изменениях характеристик высокопористого коллектора во времени.

5. Выполненные исследования и полученные результаты изменения пористости в процессе эксплуатации залежи использованы при определении начальных и остаточных запасов нефти совместно с новыми решениями по определению степени выработки остаточных запасов:
  - метод построения карт на основе способа фиктивных скважин, учитывающий априорно заданные закономерности распространения параметров пласта по площади и позволяющий строить карты (структурные, общей, эффективной и нефтенасыщенной толщин, пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, пластовых давлений, обводненности) с учетом заданных значений параметра на ВНК, границах замещения и других априорно заданных контурах;
  - метод укрупненного расчета поля картируемого параметра на основе способа фиктивных скважин, позволяющий строить карты по неравномерной сетке скважин при наличии слабо освещенных исходными данными областей из-за неравномерности бурения;
  - обобщенный итерационный метод построения карт с неполной информацией по некоторым скважинам с наложением ограничений. Метод применим для построения карт ВНК (при отсутствии непосредственного контакта в отдельных скважинах), эффективных толщин, песчанистости и непроницаемого раздела между пластами (при наличии недобура в некоторых скважинах), начальной нефтенасыщенности (при значениях в обводненных скважинах текущей нефтенасыщенности) и других карт с неполной информацией.
6. Вышеприведенные методы построения карт уточняют определение подсчетных параметров (площадь нефтеносности, нефтенасыщенная толщина, пористость и нефтенасыщенность) и в совокупности с пунктом 3 позволяют повысить достоверность построения карт остаточных нефтенасыщенных толщин.
7. Совокупность выполненных исследований послужила основой для оценки и расчета остаточных балансовых и извлекаемых запасов на участках с повышенными текущими пластовыми давлениями и высокопористыми коллекторами и позволила определить степень выработанности объекта и подготовить обновленную более достоверную базу данных для формирования эффективных геолого-технических мероприятий по оптимизации отбора нефти с участков повышенной нефтенасыщенности и остаточных извлекаемых запасов.
8. Реализация разработанных рекомендаций по Миннибаевской площади позволила повысить эффективность формирования точек бурения новых скважин. Расчетная прибыль составляет 175,6 млн. рублей.

## ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Сарваретдинов Р.Г., Гишваров А.С. Обоснование программ стендовых ресурсных испытаний авиационных ГТД многовариантного применения//Испытания авиационных двигателей: Межвуз.научн.сб. / Уфимск.авиационн.-т.-Уфа.-1989.-№ 17.-С.74-97.

2. Сарваретдинов Р.Г. Аппроксимация линий геологических границ при построении на ЭВМ геологических профильных разрезов//Нефтепромысловое дело.-1995.-№ 8-10.-С.25-26.

3. Хисамутдинов Н.И., Файзуллин И.Н., Гильманова Р.Х., Сарваретдинов Р.Г.и др. Опыт разукрупнения объектов разработки методом энергетического баланса//Нефтепромысловое дело.-1999.-№ 3.-С.8-12.

4. Гильманова Р.Х., Султанов А.С., Сарваретдинов Р.Г и др. Опыт восстановления базы ГИС по месторождениям на поздней стадии//Нефтепромысловое дело.-2000.-№ 11.-С.22-25.

5. Гильманова Р.Х., Сарваретдинов Р.Г., Султанов А.С. и др. Методика распределения добычи нефти по объектам разработки//Нефтепромысловое дело.-2000.-№11.-С.26-27.

6. Салихов И.М., Ахметов Н.З., Сарваретдинов Р.Г. и др. Опыт построения карт дренирования по объектам разработки//Нефтепромысловое дело.-2000.-№ 11.-С.28-29.

7. Сарваретдинов Р.Г., Гильманова Р.Х., Салихов И.М. и др. Распределение добычи нефти и закачки воды с учетом слияния и взаимодействия объектов разработки//Нефтепромысловое дело.-2000.-№ 11.-С.33-35.

8. Скворцов А.П., Файзуллин И.Н., Ахметов Н.З., Сарваретдинов Р.Г. и др. Формирование базы данных для разработки ГТМ//Нефтепромысловое дело.-2000.-№ 11.-С.36-38.

9. Хисамутдинов Н.И., Скворцов А.П., Салихов И.М., Рафиков Р.Б., Гильманова Р.Х., Сарваретдинов Р.Г. Формирование ГТМ по слабовырабатываемым или невырабатываемым зонам объекта на поздней стадии разработки//Нефтепромысловое дело.-2000.-№ 11.-С.39-45.

10. Алгоритмы построения структурных карт по объектам горизонтов ДII, ДIII, ДIV Абдрахмановской площади / Сарваретдинов Р.Г., Гильманова Р.Х., Файзуллин И.Н. и др. //Геология, разработка и эксплуатация Абдрахмановской площади.-Карабаш.-2000.-Вып.3.-С.72-75.-(Тр. НГДУ "Иркеннефть").

11. Сарваретдинов Р.Г., Гильманова Р.Х., Хисамов Р.С. и др. Формирование базы данных для разработки ГТМ по оптимизации добычи нефти//Нефт.хоз-во.-2001.-№8. - С. 32-35.

12. Гильманова Р.Х., Нафиков А.З., Сарваретдинов Р.Г. и др. Совершенствование изучения геологической модели с помощью автоматизированных корреляционных **разрезов**//Нефт.хоз-во.-2001.-№ 8.-С.75-77.

13. Гильманова Р.Х., Сарваретдинов Р.Г, Файзуллин И.Н. и др. О модернизации построения структурных карт при недостаточной информативности //Нефт.хоз-во.-№ 8.-2001.-С.78-83.

14. Патент РФ № 2166083, МПК Е 21 В 47/00, 49/00. Способ исследования **глиносодержащих** нефтяных коллекторов / И.В.Владимиров, Н.З.Ахметов, Н.Т.Карачурин, Н.И.Хисамутдинов, Р.Г.Сарваретдинов и др.//Бюл. Изобретения.-2001.-№ 12.-С.474.

15. Сарваретдинов Р.Г. Методы построения карт геологической модели объекта разработки способом фиктивных скважин//Нефтепромысловое дело.-2002.-№ 7.-С.8-10.

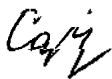
16. Сарваретдинов Р.Г. Повышение достоверности определения остаточных **нефтенасыщенных** толщин при помощи метода построения карт с неполной информацией по некоторым **скважинам**//Нефтепромысловое дело.-2002.-№ 7.-С.10-12.

17. Сарваретдинов Р.Г., Гильманова Р.Х., Нафиков А.З. и др. Повышение эффективности создания ПДМ путем использования аппроксимирующей зависимости для расчета пористости в программах автоматизированной интерпретации ГИС//Нефтепромысловое дело.-2002.-№8.-С.7-10.

18. Ахметов Н.З., Сарваретдинов Р.Г., Гильманова Р.Х. и др. Анализ изменения зависимости пористости от ПС по времени разработки//Нефтепромысловое дело.-2002.-№9.-С.8-12.

19. Владимирив И.В., Сарваретдинов Р.Г., Каюмов М.Ш. и др. О некоторых причинах разрушения коллекторов при эксплуатации скважин//Нефтепромысловое дело.-2002.-№ 9.-С.13-16.

Соискатель



Сарваретдинов Р.Г.

Изд. лиц. № 220 от 3 августа 2000 г

Формат 60x84/16. Бумага офсетная Гарнитура «Тайме»

Тираж 100 экз Заказ 250

450077, Башкортостан, Уфа, ул. Ленина, 86, Башнипинефть

Е-mail: bashnipi@ufacom.ru

Бесплатно